



IMPACTO DE LAS ACCIONES DE CRIE EN EL DESARROLLO DEL MER EN EL AÑO 2015

-INFORME DE GERENCIAS-

Enero, 2016

CONTENIDO

1	Introducción	3
2	Antecedentes	3
3	Evaluación de la acciones	3
3.1	Consolidación y certeza regulatoria	3
3.1.1	Completar y consolidar la regulación regional en un solo cuerpo normativo	4
3.1.2	Desarrollar capacidades de vigilancia y control para garantizar aplicación Normativa	5
3.1.3	Establecer mecanismo e instancia de revisión que fortalezca la confianza y certidumbre de las decisiones regulatorias	8
3.1.4	Revisión de la metodología tarifaria de la transmisión regional (incluye rentas de congestión)	8
3.1.5	Desarrollo de regulación de conexiones de la Línea SIEPAC	10
3.1.6	Mecanismos regulatorios para la ejecución de refuerzos nacionales	10
3.2	Atracción de inversiones de escala regional	11
3.2.1	Completar la regulación relativa a contratos firmes y derechos de transmisión, incluyendo adecuaciones en normativas nacionales	11
3.2.2	Desarrollar incentivos complementarios a la inversión regional, incluyendo mecanismos de coordinación de compras a nivel regional	15
3.2.3	Revisar y completar procedimientos y metodologías para la remuneración y supervisión de la EPR	15
3.2.4	Integrar la planificación de largo plazo y mejorar los procedimientos de ampliación de la red regional de transmisión	16
3.3	Apertura gradual y armonización regulatoria	17
3.3.1	Avanzar en la armonización operativa y monitorear la aplicación efectiva del RMER y las interfaces	17
3.3.2	Completar el tratamiento de las interconexiones extra regionales en la regulación regional y su armonización	17
3.4	Gobernanza regional robusta	17
3.4.1	Establecer mecanismos de coordinación interinstitucional efectivos.	17
3.4.2	Fortalecer enlaces con los reguladores nacionales que impulsen la armonización regulatoria y la aplicación efectiva de la regulación regional	18
4	Conclusiones	18
5	Recomendaciones	18

1 Introducción

Durante el mes de diciembre del año 2014 se identificó el Plan Operativo Anual 2015, para planificar las tareas que dan continuidad y completan las metas propuestas en el Plan Estratégico para el desarrollo y consolidación del Mercado, y su funcionamiento promueva la competencia entre los agentes del Mercado.

En el presente informe se recopilan las acciones de las diferentes Gerencias de CRIE que han impactado en el MER, así como la valoración económica del mismo, en los casos donde es posible cuantificarlo.

2 Antecedentes

1. Elaboración del Plan Operativo Anual 2015 en diciembre 2014.
2. En la Junta de Comisionados número 93, se instruyó remitir a dicha Junta en el mes de diciembre de 2015, un informe relativo al cumplimiento del Plan Operativo que contenga un análisis del impacto de las acciones de la CRIE en el desarrollo del MER en el año 2015.
3. La Secretaría Ejecutiva de CRIE, instruyó a la Gerencia de Mercado mediante MEMORANDUM SE-40-2015, para que en coordinación con las otras gerencias presentara el informe descrito.

3 Evaluación de las acciones

3.1 Consolidación y certeza regulatoria

Los principales objetivos de este apartado son:

1. Compilar y consolidar en un solo cuerpo normativo todas las normas y reglamentos emitidos por CRIE.
2. Completada y aprobada la regulación de Contratos Firmes y Derechos de Transmisión de Largo Plazo.

3.1.1 Completar y consolidar la regulación regional en un solo cuerpo normativo

Alineado con este objetivo, las Juntas Directivas de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-, Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional –CDMER- y del Ente Operador Regional –EOR-, acordaron conformar un Comité Ad-hoc, coordinado por la CRIE, con la participación del EOR y CDMER, para que realizara una identificación de la regulación transitoria en el MER, con el objeto de realizar posteriormente una consolidación de la reglamentación vigente que rige el MER, en un solo cuerpo normativo.

Se presentó un informe denominado “Revisión, reformas o modificaciones al RMER”, considerando el Comité Ad-hoc que el mandato de la reunión conjunta se había cumplido con la identificación y recopilación de la normativa vigente del MER, y se determinaba que era necesario continuar con una segunda etapa en la que se consolidara dicha normativa.

Posteriormente, se realizó una primera reunión de trabajo del Comité Ad Hoc, el 2 y 3 de julio de 2015, haciéndose un análisis detallado de cada regulación identificada con el objeto de establecer la prioridad de consolidación y los mecanismos individuales de incorporación al Reglamento del MER.

Se han identificado los temas prioritarios a consolidar, en el siguiente orden:

Tabla 1. Lista de temas en orden de prioridad que necesitan consolidación regulatoria.

	DESCRIPCIÓN
A	IDENTIFICACIÓN Y RECOPIACIÓN DE LA NORMATIVA DISPERSA
B	PRIORIZACIÓN DEL TRATAMIENTO
C	PROGRAMA PARA EL ANÁLISIS Y DISEÑO DE LA CONSOLIDACIÓN POR TEMA
1	CONTRATOS REGIONALES CON PRIORIDAD DE SUMINISTRO Y SUS DERECHOS FIRMES
2	PROCEDIMIENTO DE DETALLE COMPLEMENTARIO
3	REGIMEN TARIFARIO DE LA RTR
4	PROCEDIMIENTO PARA EL TRÁMITE DE LAS SOLICITUDES DE CONEXIÓN A LA RTR
5	CORRECCIONES DE CITA Y NUMERACIÓN
6	CARGOS REGIONALES PARA EL FUNCIONAMIENTO DE LA CRIE Y EL EOR
7	MEDIDAS DE TRATAMIENTO DE LAS OFERTAS CON PRECIOS ALTOS EN EL MER
8	CAPACIDAD OPERATIVA DE INTERCAMBIO INTERNACIONAL Y LÍMITES DE LA CAPACIDAD DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL
9	REGLAMENTO DE PROCEDIMIENTO SANCIONATORIO

El EOR a requerimiento de la CRIE, remitió en el Anexo de la nota EOR-DE-03-11-2015-930, los numerales del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) con referencia inexistente, equivocada o contradictoria identificados al 30 de octubre de 2015; dichos numerales son

adicionales a los reportados en los "Informes de Regulación del Mercado Eléctrico Regional" correspondiente a los periodos de junio a noviembre de 2013 y diciembre de 2013 a junio de 2014.

Durante el primer y segundo semestre de 2016 y primer semestre de 2017 se pretende dar continuidad a esta tarea.

3.1.2 Desarrollar capacidades de vigilancia y control para garantizar aplicación Normativa

Los principales objetivos de este apartado son:

1. Fortalecer la Unidad de vigilancia y control normativo del MER.
2. Monitoreo y evaluación de resultados de auditorías técnicas y financieras a la EPR y al EOR.
3. Diseño del Sistema y procedimientos de Auditorías técnicas y financieras del MER
4. Realizar auditorías técnicas y financieras en el MER.

3.1.2.1 Auditorias Técnica al EOR

Como resultado de la Auditoría Técnica realizada, entre otras cosas, se encontraron variaciones importantes de generación y demanda durante la operación en tiempo real, lo que distorsionaba significativamente la valoración de las desviaciones. Algunos países presentaban desviaciones sistemáticas, producto de un exceso de generación sostenido en dichas áreas de control y, sin embargo, los países que realizaban una buena regulación con su AGC tenían que absorber estos excesos de generación, trayendo como consecuencia incrementos en los cargos por desviaciones.

En las verificaciones de Supervisión y Vigilancia, se encontró, además, que las desviaciones se encontraban por encima de lo permitido en las reglamentaciones llegando al orden de 30% a 100% por encima de la transacción programada.

En la Auditoría Técnica se recomendó al EOR actualizar los BIAS de las áreas de control y así tener mayor confiabilidad en el cálculo de los errores de las áreas de control (ACE). Realizar las gestiones necesarias para que los países causantes de las desviaciones controlen sus inyecciones y auditen las operaciones de sus AGC y dar seguimiento en tiempo real a las desviaciones de los intercambios, relacionándolos con la desviación de frecuencia para identificar a los causantes de las mismas.

El EOR realizó las siguientes actividades técnicas (Informe de Regulación a diciembre 2014):

- Modos de Operación del Control Automático de Generación (AGC) de los OS/OM. Revisó la disponibilidad de operar en modo de control de intercambio de energía + control de frecuencia + control de energía.
- Se realizó la revisión y cálculo de BIAS (MW/dHz), para cada área de control, tomando al menos 10 eventos ocurridos de septiembre 2013 a mayo de 2014.

- El cambio del BIAS se realizó el 22 de julio de 2014. Al ajustar el BIAS del SER de 54.1 a 72.4 Hz, la respuesta de cada área de control ante perturbaciones es más cercana a la respuesta natural de cada área conforme su capacidad.

3.1.2.1.1 Impacto en el desarrollo del MER

Se procede a revisar los resultados de las desviaciones con los controles establecidos por el EOR, observando que en el 2015 se dio una reducción significativa en los valores de las desviaciones con respecto al año 2014.

Tabla 2. Desviaciones de intercambios 2014 GWh

DESVIACIÓN DE INTERCAMBIOS 2014 GWh (+) EXP (-)JIMP													
PAIS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
GUATEMALA	1.21	1.39	1.95	1.06	1.39	0.43	0.71	1.17	1.74	0.97	-0.66		11.35
EL SALVADOR	-0.21	-0.07	-0.06	-0.13	-0.31	-0.41	-0.88	-0.76	-0.39	-0.45	-0.75		-4.41
HONDURAS	-0.25	-0.57	-1.07	-1.38	-1.30	-0.72	-0.34	-0.49	-0.44	-0.13	0.89		-5.80
NICARAGUA	0.33	0.47	0.99	1.94	1.27	1.75	0.69	0.65	0.18	0.02	-0.03		8.26
COSTA RICA	-0.24	-0.55	-1.01	-0.80	-1.12	-0.70	-1.00	-0.47	-0.62	-1.00	-0.90		-8.40
PANAMA	-0.26	0.15	-0.03	-0.10	0.63	-0.53	0.25	-0.07	-0.19	0.33	0.21		0.39

DESVIACIÓN DE INTERCAMBIOS 2015 GWh (+) EXP (-)JIMP													
PAIS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
GUATEMALA	-0.95	-1.19	-1.71	-0.99	-0.65	0.07	-0.94	0.56	0.21	0.99	0.12		-4.49
EL SALVADOR	-0.70	-0.53	-0.36	-0.37	-0.42	-0.38	0.39	-0.81	-0.70	-0.78	-0.50		-5.14
HONDURAS	0.41	0.57	0.61	0.20	0.26	0.25	0.11	0.28	0.47	0.56	0.69		4.40
NICARAGUA	0.45	0.24	0.54	0.38	-0.15	-0.09	-0.15	-0.30	-0.23	-0.34	-0.19		0.14
COSTA RICA	-0.61	0.21	0.50	0.43	0.28	-0.11	0.16	-0.08	-0.14	-0.40	-0.28		-0.03
PANAMA	0.60	0.19	0.31	0.48	0.42	0.55	0.59	0.42	0.48	0.20	0.32		4.55

3.1.2.1.2 Beneficios económicos

Esta disminución en los valores de desviaciones también tuvo un efecto en los montos económicos que se pagaban en el MER producto de éstas. Se estima que en el año 2014 se pagó la suma de USD 3,743,416.3 por desviaciones, mientras que a noviembre de 2015 este monto fue de USD 820,726.99, obteniendo un ahorro USD 2,922,689 lo cual representa un impacto en beneficio del MER y, por ende, de los clientes finales.

3.1.2.2 Auditoría Financiera a la EPR

Durante los años 2014 y 2015 se realizaron Auditorías Financieras y de Administración de Recursos a la EPR. Por medio de las recomendaciones que se le dieron a esta empresa en dichas auditorías, ésta ha avanzado hacia una administración más eficiente.

3.1.2.2.1 Impacto en el desarrollo del MER y beneficios económicos

Al 31 de diciembre de 2014 se encontró una sub ejecución presupuestaria de la EPR por la suma de USD 10,116,644 suma que no sería considerada en el presupuesto de transmisión. Además, se

encontraron otros ingresos por USD 12,132,637 que permitirá a la empresa hacer gastos o realizar inversiones para su operación con fondos que no requerirán pasar a la tarifa. La suma de estos montos es de USD 22,249,281 y se considera un impacto en la tarifa de transmisión en beneficio de los clientes finales.

3.1.2.3 Auditorías Financiera al EOR

En el año 2015 se realizó una Auditoría Financiera y Administración de Recursos al EOR.

3.1.2.3.1 Impacto en el desarrollo del MER y beneficios económicos

Al 31 de diciembre de 2014 se encontró una sub ejecución presupuestaria por la suma de USD 42,757 y otros ingresos por USD 18,007. A su vez, se encontró una sub ejecución por proyectos no ejecutados por USD 119,515. Todos estos montos suman USD 180, 280 que cubrirán parte del presupuesto disminuyendo el Cargo por Operación para el año 2016.

3.1.2.4 Auditoría Operativa a la Línea SIEPAC

En el año 2015 se realizaron auditorías operativas a los tramos de Línea SIEPAC de los seis países de Centroamérica.

3.1.2.4.1 Impacto en el desarrollo del MER y beneficios económicos.

Por medio de las auditorías operativas y supervisiones a la SIEPAC se detectaron problemas en diferentes tramos que se debían corregir y que fueron informados a la EPR para su debida corrección o se hicieron recomendaciones para realizar una mejor supervisión de mantenimiento, logrando una mayor eficiencia en los mantenimientos. En este sentido, se recomendó darle prioridad de mantenimiento a las torres que se encontraron expuestas, evitando el colapso de las mismas especialmente del tramo 1. Se estima que el costo de reconstrucción de una torre es de USD 200,000.

A la vez, se está dando seguimiento al control de costos de mantenimiento y control de costos unitarios que lleva la empresa, redundando todo esto en disminuir los costos de operación y mantenimiento.

En total, por realizar auditorías técnicas, operativas y financieras, actividades propias de Supervisión y Vigilancia, se estima un impacto que beneficia al MER y a los clientes finales por un monto de USD 25,552,250.

3.1.3 Establecer mecanismo e instancia de revisión que fortalezca la confianza y certidumbre de las decisiones regulatorias

Alineado con este objetivo, las Juntas Directivas de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-, Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional –CDMER- y del Ente Operador Regional –EOR-, acordaron conformar un Comité Ad-hoc, coordinado por el CDMER, con la participación de CRIE y el EOR, para evaluar las posibles soluciones para resolver la ausencia actual de un mecanismo de alzada que revise las decisiones de la CRIE.

Hasta el momento se han realizado cinco sesiones de trabajo y actualmente se cuenta con una propuesta final preparada por el consultor contratado por el CDMER, la cual será discutida con el Comité Ad-hoc en pleno para luego ser presentada a la Reunión Conjunta CRIE-CDMER-EOR, y finalmente ser trasladada a la CRIE.

En el documento propuesto se destaca la necesidad de desarrollar más ampliamente el recurso reposición, permitiendo la impugnación no solo de resoluciones, sino de acuerdos y otros actos de la CRIE; previendo dentro del procedimiento la posibilidad de suspender los efectos del acto impugnado; permitiendo pruebas adicionales en el recurso; ampliando el recurso de reposición a los actos de contenido general; y, la concesión de efectos positivos al silencio de la CRIE.

Vale destacar que dentro de la propuesta presentada por el consultor, se recomienda la creación de un panel de expertos, que vendría a funcionar como una especie de instancia revisora de las decisiones de la CRIE, pues de su dictamen o recomendación la Junta de Comisionados no podría separarse sino por decisión de mayoría de sus miembros. El equipo técnico legal de la CRIE ha manifestado su desacuerdo con respecto a la recomendación de esta figura.

Por último, en el documento también se esbozan las líneas generales de la instancia de alzada o de apelación de las decisiones de la CRIE: solo podría ser creado por un Tercer Protocolo; orgánicamente estaría adscrito al CDMER, pero sería independiente en el ejercicio de sus funciones; estaría conformado por tres expertos escogidos por concurso; y, podría conocer de apelaciones contra actos de contenido particular y general.

3.1.4 Revisión de la metodología tarifaria de la transmisión regional (incluye rentas de congestión)

3.1.4.1 Resolución CRIE-20-2015

En el marco del seguimiento a la solicitud presentada por el CND de ETESA para la aclaración en relación a los Ingresos por Ventas de DT –IVDT- resultantes de las asignaciones de DF y los CVT netos asignados por el EOR a ETESA resultantes del pre despacho regional, siendo estos últimos montos usualmente altos.

Luego de diversas reuniones de discusión y análisis de la GM en coordinación con el GAR, EOR, CDMER y Agentes involucrados, se emitió la Resolución CRIE-20-2015 mediante la cual se realizaron modificaciones a lo dispuesto en la Resolución CRIE-P-26-2014 sobre los siguientes puntos:

1. Modificar la distribución de los IVDT y de los CVT asociado a los DF, que son asignados a los Agentes Transmisores, con el fin de equilibrar los ingresos provenientes de las subastas de DF y los descuentos por CVT que se acreditan a los Agentes Transmisores.
2. Aprobar el procedimiento denominado "Asignación Temporal del IVDT", para compensar las distorsiones que se produjeron entre los Agentes Transmisores, debidos a los ingresos por IVDT y el descuento por CVT que se conciliaron en el primer semestre de año 2015.

3.1.4.1.1 Impacto en el desarrollo del MER

La Resolución CRIE-20-2015 corrigió el desequilibrio entre los ingresos provenientes de las subastas de DF y los descuentos por CVT que se acreditan a los Agentes Transmisores, que se registraron durante el primer semestre del año 2015, asegurando que hacia futuro esta situación no se repita.

3.1.4.1.2 Beneficios económicos

El beneficio económico resultante de la aplicación de la Resolución CRIE-20-2015 se cuantifica en USD 1,528,854.78, ya que es el monto que fue compensado de forma temporal a los Agentes Transmisores que fueron afectados por la aplicación de lo dispuesto en la Resolución CRIE-P-26-2014.

3.1.4.2 Resolución CRIE-46-2015

La GM dando seguimiento a las recomendaciones presentadas por el EOR mediante el Informe de Regulación de enero a junio 2015 (IRMER-O-01-2015), coordinó con el GAR la revisión y análisis sobre las modificaciones siguientes:

1. Mecanismo de liquidación de los IVDT a los Agentes transmisores, para que dicho ingreso fuera coincidente con el pago de las Rentas de Congestión a los Agentes Titulares de los DF, y de esta manera se eliminara el desfase de fondos entre la liquidación de ambos conceptos.
2. Distribución de los CVT netos de los Interconectores entre Áreas de Control en base a los Kms de línea, para corregir la distribución que realiza el modelo de predespacho regional.

Con respecto al mecanismo de liquidación de los IVDT, en el apartado D9.4.2 del Anexo A Resolución CRIE-46-2015 se incluyó la disposición para que los IVDT mensuales (IVDTM) productos de las asignaciones de derechos de transmisión con periodo de validez anual, serán iguales a los pagos de las cuotas mensuales del DF que hagan los Agentes Titulares, según los resultados propios del modelo de optimización de las asignaciones para cada mes.

Con respecto a la distribución de los CVT netos por Km de línea, en el apartado D9.2.3 del Anexo A Resolución CRIE-46-2015 se incluyó la “Reasignación del CVT total asociado al predespacho, asignados a los tramos de una misma línea de interconexión” propuesta por el EOR.

3.1.4.2.1 Impacto en el desarrollo del MER

La disposición establecida en el apartado D9.4.2 del Anexo A de la Resolución CRIE-46-2015, evitará que se den desfases económicos entre los montos a descontar a los Agentes Transmisores para el pago de las Rentas de Congestión y los IVDT que son distribuidos entre dichos Agentes Transmisores.

3.1.5 Desarrollo de regulación de conexiones de la Línea SIEPAC

3.1.5.1 Regulación de los requerimientos para las conexiones a la Línea SIEPAC

La Gerencia Técnica actualmente está avanzando con el establecimiento de una normativa sobre requerimientos de conexión a la Línea SIEPAC para el libre acceso a la misma.

3.1.5.1.1 Impacto en el desarrollo del MER

El establecimiento de una normativa sobre los requerimientos de conexión a la Línea SIEPAC, proveen un marco regulatorio a la Empresa Propietaria de la Red –EPR-, para que pueda aplicarlo y obtener beneficios del mismo, como es la obtención de un cargo de supervisión que será pagado a la EPR por los solicitantes que se conecten directamente a la Línea SIEPAC. Se estima que EPR puede cobrar un cargo regulado por supervisión de la conexión del 3% del costo de los activos necesarios para realizar dicha conexión.

3.1.6 Mecanismos regulatorios para la ejecución de refuerzos nacionales

3.1.6.1 Regulación para la expansión de la transmisión

La Gerencia Técnica ha promovido el desarrollo de mecanismos regulatorios regional y nacionales para la ejecución de la expansión de la transmisión nacional (refuerzos nacionales), para alcanzar la capacidad de transmisión regional de 300 MW entre pares de países.

Se han identificado a nivel regional las inversiones necesarias en obras de transmisión nacionales para alcanzar la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional mínima entre pares de países de 300 MW.

3.1.6.1.1 Impacto en el desarrollo del MER

Con estos desarrollos se eliminarán restricciones a la capacidad de transmisión y al desarrollarse las obras se podrán alcanzar la capacidad de transmisión de 300MW.

3.1.6.1.2 Beneficios económicos

Se estima que el sistema eléctrico regional se beneficiará con una inversión total de USD 66.15 millones. Se ha evidenciado que algunos países ya reportan algunos avances en la ejecución de dichas obras. En el plan de inversiones se estimó que para el año 2016 se requieren US\$ 12 millones para desarrollar los refuerzos de transmisión de este año.

3.2 Atracción de inversiones de escala regional

3.2.1 Completar la regulación relativa a contratos firmes y derechos de transmisión, incluyendo adecuaciones en normativas nacionales

Objetivo: Completada y aprobada la regulación de Contratos Firmes y Derechos de Transmisión de corto y largo plazo, y promovidas las adecuaciones en normativas nacionales necesarias.

3.2.1.1 Resolución CRIE-46-2015 para Contratos Firmes y Derechos de Transmisión de corto plazo

3.2.1.1.1 Regulación Regional

En cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 4 de la Resolución CRIE-P-26-2014 *“Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y Transición a los Contratos Firmes”* y en su párrafo considerativo VIII.

La GM desarrolló el proceso de diseño normativo para la implementación de los Contratos Firmes – CF- y los Derechos Firmes –DF- asociados. Para este fin se revisó y evaluó en coordinación con el GAR, las recomendaciones del EOR y los Agentes del MER al respecto.

A través de la Resolución CRIE-24-2015 se instruyó al EOR realizar un proceso de pruebas de subastas de DF y operación de CF.

Una vez se contó con el Informe de las pruebas de subastas de DF y las recomendaciones del Informe de Regulación del MER (EOR) enero a junio 2015, se emitió la Resolución CRIE-46-2015 la cual contempla lo siguiente:

- a) Punto resolutivo PRIMERO de la resolución CRIE-P-18-2014, considerando la eliminación del “y/o” por solo “y”.
- b) Resolución CRIE-P-26-2014, considerando: 1) el mecanismo de subastas, 2) la eliminación del precio regulado y 3) precios mínimos aceptables de ofertas.
- c) Punto resolutivo SEGUNDO de la resolución CRIE-24-2015.
- d) Punto resolutivo PRIMERO de la resolución CRIE-20-2015 y Anexo I.
- e) Informe de Regulación del MER enero a junio 2015 e Informe de resultados de pruebas de subastas de DF.

Con motivo de intervenir en el proceso de subastas de DF de diciembre de 2015, debido a que la proyección de precios nodales publicada por el EOR resultó excesivamente alta y obstaculizaba dicho proceso, la CRIE emitió la Resolución CRIE-51-2015 con el objetivo de modificar transitoriamente el mecanismo de cálculo de la proyección de precios nodales y así establecer precios mínimos aceptables de oferta de compra de DF, más adecuados al comportamiento del MER.

3.2.1.1.1.1 Impacto en el desarrollo del MER

La Resolución CRIE-P-26-2014 si bien fue emitida en el año 2014, su impacto fue registrado durante el año 2015, obteniéndose las siguientes asignaciones de DF:

Tabla 3. Asignaciones de Derechos Firmes en el 2015 (MW)

ASIGNACIONES	MW	
	SEMESTRE 1	SEMESTRE 2
TOTAL DE MW ASIGNADOS EN DF ANUALES	218.5	170.4
ASIGNACIONES	MW	
TOTAL DE MW ASIGNADOS EN DF MENSUALES	300.9	

La implementación de la Resolución CRIE-46-2015, permitió la asignación de 4 DF anuales por un monto total de 60.5MW de enero a junio 2016 y 45.5MW de julio a diciembre de 2016, los cuales dan paso al registro y potencial operación de los Contratos Firmes asociados.

Las disposiciones transitorias establecidas mediante la Resolución CRIE-51-2015, evitaron que las subastas de DF realizadas en diciembre de 2015, fueran declaradas como desiertas, ya que la corrección inmediata a la proyección de precios nodales, ejecutada por la CRIE, redujo extremadamente los precios mínimos, permitiendo así que se presentaran ofertas de compra de DF en las subastas de DF anual de enero a diciembre de 2016.

3.2.1.1.1.2 Beneficios económicos

Los Ingresos por venta de DF durante la aplicación de la CRIE-P-26-2014 ascienden a USD 4,441,510.83.

Tabla 4. Ingresos por Venta de Derechos Firmes durante la aplicación de la CRIE-P-26-2014 (USD)

Asignación	IVDT
dic-14	\$2,777,733.36
ene-15	\$940.80
feb-15	\$63,173.04
mar-15	\$241,905.60
abr-15	\$133.92
may-15	\$14.40
jun-15	\$632,782.56
jul-15	\$17,438.22
ago-15	\$172,363.32
sep-15	\$534,486.44
oct-15	\$511.46
nov-15	\$27.71

TOTAL \$4,441,510.83

Los Ingresos por venta de DF durante la aplicación de la CRIE-46-2015 en la asignación de diciembre de 2015, ascienden a USD 11,327.92.

Adicionalmente existe un beneficio indirecto a los agentes que celebraron CRPS y los que realizarán CF, sin embargo, este monto únicamente puede ser estimado por dichos Agentes.

3.2.1.1.2 Revisión de Estudios Eléctricos

La Gerencia Técnica realizó la revisión de los Informes del EOR relativos a aspectos técnicos: Revisión de datos y resultados de estudios sobre seguridad operativa y planeamiento operativo elaborados por el EOR para establecer límites de capacidad operativa de transmisión, niveles de intercambio o transferencia de potencia entre países que conforman el MER, tomando en cuenta la problemática de la presencia de oscilaciones electromecánicas no amortiguadas.

3.2.1.1.2.1 Impacto en el desarrollo del MER

Las capacidades o máximas transferencias entre países han aumentado en promedio 46% de 2014 a 2015, desde que se está aplicando únicamente el criterio de contingencia simple N-1 para su cálculo y definición; lo cual implica mayor disponibilidad de capacidad de transmisión regional para que se desarrollen las transacciones regionales.

La Capacidad Operativa de Transmisión entre pares de países es un elemento clave para los Contratos Firmes de corto en el MER; y ha permitido dimensionar la cantidad de Derechos de Transmisión vendidos durante el año 2015.

Se ha logrado trasladar el Esquema de Control Suplementario denominado ESIM004_OSC hacia la subestación Los Brillantes para la mitigación del impacto de las oscilaciones electromecánicas no

amortiguadas que se dan entre el Sistema Eléctrico Regional con el Sistema Eléctrico de México; lo cual produce:

1. Incrementar la capacidad de transmisión para realizar las transacciones regionales de 200MW a 300MW aproximadamente.
2. Evitar costos directos e indirectos por disminución de eventos que produzca Energía No Servida que se traduce en un beneficio para el MER.

3.2.1.1.3 Beneficios económicos

Los costos directos e indirectos por disminución de Energía No Servida que se traduce en un beneficio para el MER del orden de USD 2.9 millones de Dólares.

3.2.1.2 Regulación Regional para Contratos Firmes y Derechos de Transmisión de largo plazo

El EOR y el CDMER realizaron observaciones a la propuesta regulatoria de Derechos Firmes de Largo Plazo elaborada por una consultoría contratada por la CRIE.

La CRIE elaboró el programa de trabajo para el desarrollo de la regulación de los Derechos de Transmisión de largo plazo.

La CRIE y el CDMER elaboraron los Términos de Referencia para elaborar la propuesta regulatoria de los Derechos de Transmisión de Largo Plazo, tomando en cuenta los resultados de la asignación y operación de los Derechos de Transmisión de corto plazo. La CRIE ha realizado los contactos iniciales para obtener el apoyo del USAID.

El día 30 la Secretaría de la CRIE se reunió con representantes del Departamento de Estado de los Estados Unidos con el propósito de revisar los Términos de Referencia de los Contratos Firmes y Derechos de Transmisión de Largo Plazo, detallando los productos que se esperan de dicha consultoría, los cuales se presentan a continuación:

Revisión de:

- a) la definición y ejecución de los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro (CRPS).
- b) el proceso de asignación y la ejecución de los Derechos de Transmisión de Corto Plazo (DT-CP).
- c) la propuesta regulatoria de los Contratos Firmes y los Derechos de Transmisión de largo plazo.

Proponer la regulación regional para:

- a) La mejora del proceso de asignación y ejecución de los Derechos de Transmisión de Corto Plazo.
- b) La implementación de los Contratos Firmes de largo plazo

- c) El desarrollo y la implementación de los Derechos de Transmisión de Largo Plazo considerando la adecuada compatibilidad con el RMER y con la regulación para los Derechos de Transmisión de corto plazo y para los Contratos Firmes de largo plazo. La propuesta debe incluir los modelos matemáticos de los Derechos de Transmisión de largo plazo para su aplicación.

3.2.2 Desarrollar incentivos complementarios a la inversión regional, incluyendo mecanismos de coordinación de compras a nivel regional

El objetivo era el diagnóstico regional de la capacidad de contratación y de la inyección de energía de fuentes intermitentes renovables, sin embargo, por implicar decisiones políticas, esta actividad fue reasignada al CDMER.

3.2.3 Revisar y completar procedimientos y metodologías para la remuneración y supervisión de la EPR

3.2.3.1 Procedimientos y metodologías que permitan establecer un nivel razonable de remuneración para que EPR pueda cumplir adecuadamente sus funciones

El CDMER presentó una propuesta teórica para la metodología del cálculo del AOM y además una propuesta y resultados de una nueva metodología para el cálculo de la rentabilidad de la EPR.

Se programó para el primer trimestre del año 2016 la actualización del Costo Estándar de la Línea SIEPAC y el ajuste correspondiente.

Adicionalmente, se programó para el primer semestre del año 2016 el desarrollo de la Metodología de cálculo del AOM, así como la revisión de la Metodología de Cálculo de la Rentabilidad para su posterior aprobación por parte de la Junta de Comisionados.

3.2.3.2 Diseñados procedimientos detallados de fiscalización y auditoría financiera de la EPR e instalaciones de la línea SIEPAC

Supervisión y Vigilancia desarrolló los Mecanismos de Control y Seguimiento para Supervisar el Cumplimiento por parte de la EPR de los rubros de Servicio de la Deuda, Tributos y Rentabilidad Regulada que se financian a través del IAR. En el mismo, se desarrolló un procedimiento para que la supervisión de los rubros del EOR sea normalizada con fechas específicas y que las verificaciones se hagan mediante mecanismos aplicados en auditorías financieras y operativas. Este procedimiento se incluye reunir la información sobre la empresa y su organización, con el fin de determinar los riesgos; se definieron los objetivos y el alcance de la fiscalización y la determinación de los métodos que han de adoptarse de acuerdo a la naturaleza del rubro.

Con la implementación de este procedimiento se tendrán reglas claras que aplicar a la EPR en las Auditorías consiguiendo más eficiencia en la verificación y en la aprobación del IAR.

3.2.4 Integrar la planificación de largo plazo y mejorar los procedimientos de ampliación de la red regional de transmisión

Diseño de un programa para la implementación de ampliaciones de la RTR y acciones necesarias, identificadas por parte del EOR, para superar las restricciones que impiden el funcionamiento de la RTR a su máxima capacidad en el corto plazo.

3.2.4.1 Revisión y aprobación de las solicitudes de conexión a la RTR

La Gerencia Técnica ha recibido, analizado y gestionado los trámites de las solicitudes de conexión a la red de transmisión regional presentadas por agentes del MER, hasta su aprobación por la Junta de Comisionados.

3.2.4.1.1 Impacto en el desarrollo del MER

Durante el año 2015 se han tramitado 24 solicitudes de conexión, las cuales permiten los siguientes beneficios al MER:

1. Un crecimiento y desarrollo del Sistema Eléctrico Regional tanto en infraestructura de transmisión, generación y demanda;
2. Aumento de la confiabilidad en el suministro de la demanda en el MER;
3. Apoyo a las transacciones regionales;
4. Posibilidad de mayores oferentes para realizar transacciones en el MER y compras de Derechos de Transmisión.
5. Para los desarrolladores ha representado un ahorro, por la aplicación del Procedimiento de la Resolución CRIE-P-03-2014.
6. Otro beneficio obtenido por los desarrolladores de proyectos de generación es la obtención de ingresos por ventas de energía en el orden de millones de Dólares por la entrada de los proyectos en tiempos más cortos por la aplicación del Procedimiento de la Resolución CRIE-P-03-2014.

3.2.4.1.2 Beneficios económicos

1. El ahorro anual para los desarrolladores se estima por un monto de USD 600,000.0, por la aplicación del Procedimiento de la Resolución CRIE-P-03-2014.
2. El beneficio estimado que el mercado eléctrico de Honduras percibido, es de USD 120 millones de dólares, debido a la entrada en operación de las plantas de energía renovables variables (ERV) y sustitución de generación térmica. evitar contaminación por la emisión al ambiente de 4,000 toneladas de CO₂; este impacto fue evidente durante la situación de sequía experimentada por Honduras en el segundo semestre del 2015, donde la disponibilidad de esta nueva capacidad de fuertes ERV (alrededor de 300MW), fue fundamental para sustituir generación hidroeléctrica no disponible. Publicado en la revista Energía Limpia de septiembre 2015.

3.3 Apertura gradual y armonización regulatoria

3.3.1 Avanzar en la armonización operativa y monitorear la aplicación efectiva del RMER y las interfaces

Puesta en marcha de un sistema de auditorías operativas de aplicación de las interfaces. Detección y análisis de problemas operativos y barreras identificadas en las interfaces.

3.3.1.1 Revisión de las recomendaciones del EOR mediante los Informes de Regulación del MER

La GT ha revisado los Informes de Regulación del MER, para evaluar la conveniencia de modificaciones al RMER sugeridas por el EOR o bien las que surjan del análisis propio de la CRIE, tales como: a) Criterio CPS del RMER, b) Reservas de Regulación Primaria y Secundaria y c) Estudios de penetración de Energía Renovables Variables.

3.3.1.1.1 Impacto en el desarrollo del MER

Referente al Criterio CPS del RMER y el CPS1, CPS2 y DCS del NERC, entre otros criterios, se logrará disminuir los flujos de intercambios inadvertidos entre áreas de control y por consiguiente disminuir los montos en energía y su valoración económica por desviaciones de energía entre áreas de control.

Referente a los estudios de penetración de Energía Renovables Variables se logrará determinar la potencia máxima que es posible conectar a las redes de cada sistema interconectado nacional, para que se cumplan los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el RMER, que garantizarán la operación segura y confiable del Sistema Eléctrico Regional.

3.3.2 Completar el tratamiento de las interconexiones extra regionales en la regulación regional y su armonización

Esta actividad fue reasignada al CDMER.

3.4 Gobernanza regional robusta

3.4.1 Establecer mecanismos de coordinación interinstitucional efectivos.

Objetivos

1. Acordar con CDMER y EOR una agenda regional conjunta para el desarrollo y estructuración de los mecanismos de coordinación interinstitucional previstos en el Segundo Protocolo.

2. Aprobación del Plan Estratégico Regional por parte de las Juntas Directivas del CDMER, CRIE y EOR.

3.4.2 Fortalecer enlaces con los reguladores nacionales que impulsen la armonización regulatoria y la aplicación efectiva de la regulación regional

Esta actividad fue reasignada al CDMER.

4 Conclusiones

- Las actividades realizadas por las áreas de la CRIE han impactado significativamente en el desarrollo del MER y han propiciado altos niveles de beneficios económicos

5 Recomendaciones

- Incluir en la evaluación de impactos y beneficios al MER, las actividades realizadas por las áreas que no están incluidas en el Plan Operativo de la CRIE.
- Que la realización del presente informe se ejecute durante el primer trimestre del año siguiente al año en evaluación, para asegurar la inclusión de todos los impactos y beneficios que se identifique en dicho año.